PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY

OPEN ACCESS

Wojciech SZWEICER
ORCID: 0000-0002-9609-6363
DOI: 10.15199/48.2025.11.43

Problemy związane z zabezpieczeniami odległościowymi w sieciach z odnawialnymi źródłami energii

Problems associated with distance protections within the networks with renewable sources

dr inż. Wojciech Szweicer, Wojskowa Akademia Techniczna, Wydział Elektroniki, Instytut Systemów Elektronicznych, ul. gen. Sylwestra Kaliskiego 2, 00-908 Warszawa

Adres do korespondencji: wojciech.szweicer@wat.edu.pl

Streszczenie: W sieciach wyprowadzających moc z rozproszonych źródeł odnawialnych coraz częściej korzysta się z rozwiązań sprawdzonych w sieciach przesyłowych. Jednym z takich rozwiązań jest zabezpieczanie obiektów (linii) eksportujących energię z farmy wiatrowej lub fotowoltaicznej za pomocą zabezpieczeń odległościowych. W praktyce okazuje się jednak, że bezkrytyczne stosowanie takich rozwiązań nie musi powodować zwiększenia niezawodności układu wyprowadzania mocy z OZE. W referacie przedstawiono przykład sytuacji, w której zabezpieczenie odległościowe nie będzie działać poprawnie, oraz omówiono sposoby wykrywania takich sytuacji za pomocą współczynnika SIR już na etapie inwestycji. Pozwala to ograniczyć koszty budowy względnie przewidując przyszłe problemy i zaradzając im zawczasu – ograniczyć koszty eksploatacji zabezpieczeń układów wyprowadzania mocy z OZE.

Słowa kluczowe: system elektroenergetyczny, odnawialne źródła energii (OZE), współczynnik SIR, słabe źródła, zabezpieczenie odległościowe

Abstract: In networks that export power from distributed renewable sources, solutions proven in transmission networks are being used increasingly. One such solution is to protect facilities (lines) exporting energy from a wind or photovoltaic farm using distance protections. In practice, however, it turns out that the indiscriminate use of such solutions does not necessarily improve the reliability of an exporting system from renewable sources. This paper presents an example of a situation in which the distance protection will not operate correctly, and discusses methods for detecting such situations using the SIR coefficient at the investment stage, which allows for reduced construction costs or, by anticipating future problems and addressing them in advance, reduces operating costs of the DG exporting system.

Keywords: power system, renewable power sources, source-impedance factor, weak infeed, distance protection

Wstęp

Jednym z najpowszechniej stosowanych zabezpieczeń elektroenergetycznych w sieciach wysokich i najwyższych napięć są zabezpieczenia odległościowe. W Polsce są one wymagane jako podstawowe (lub jako rezerwowe w przypadku stosowania zabezpieczeń odcinkowych) dla sieci przesyłowych o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym [1]. Podobnie jest w sieciach innych państw na całym świecie. Zabezpieczenia te bowiem charakteryzują się dużą dokładnością w działaniu oraz dość dużą elastycznością. Wiele innych ich cech, wśród których można wyróżnić między innymi możliwość wzajemnego rezerwowania, dokładność nastawiania dla obiektów o dużych impedancjach (np. transformatorów, ale także i linii o długościach liczonych w co najmniej kilkudziesięciu kilometrów), wreszcie możliwość wykrywania wszystkich rodzajów zakłóceń, w tym zwarć jednofazowych. Zabezpieczenia odległościowe działają selektywnie, co daje możliwość rezerwowania nimi innych zabezpieczeń chroniących dalsze odcinki ciągu liniowego w sieci o strukturze zamkniętej [2].

Specyfika pracy systemu oraz powstawania zakłóceń w sieciach elektroenergetycznych stwarza zagrożenie błędnego zadziałania zabezpieczeń działających w oparciu o kryterium podimpedancyjne. Pewne jego wady, np. ryzyko błędnego działania przy kołysaniach mocy, zjawisko spływu prądów (skracanie strefy) [3, 4, 5] albo znajdują swoje rozwiązania (np. w postaci blokad kołysaniowych), albo też ograniczają niestety

możliwości stosowania tych zabezpieczeń. Nie stanowi to jednak dużego problemu, o ile użytkownik jest świadomy i nie próbuje jednym zabezpieczeniem objąć zbyt dużego obszaru sieci. Praktyka zabezpieczeń odległościowych sięga już kilkudziesięciu lat i ich stosowanie, korzyści i problemy są stosunkowo dobrze opisane i stosowane.

Głównym miejscem stosowania zabezpieczenia odległościowego są sieci, w których prąd zwarcia może przepływać w dwie strony linii i innych elementów układu wyprowadzenia mocy z odnawialnych źródeł energii. Dotyczy to elementów sieci przesyłowej, ale także takich obiektów jak pola linii blokowej przy jednostce wytwórczej – bloku elektrowni.

Coraz częściej można spotkać zabezpieczenia odległościowe w sieciach niższych napięć (np. średnich), to jest w miejscach, które do tej pory były sieciami rozdzielczymi. Pojawianie się jednostek wytwórczych na niższych niż wysokie poziomach napięcia (przede wszystkim odnawialnych źródeł energii) tworzy z tych sieci *de facto* sieci przesyłowe [6]. Dla samych zabezpieczeń odległościowych poziom napięcia obiektu, który zabezpieczają, nie jest istotny. Przy zastosowaniu bowiem odpowiednio dobranych przekładników (napięciowych i prądowych) wielkości pomiarowe są sprowadzane do znormalizowanych wartości (100 V i 1 A lub 5 A), a interpretacja liczbowego wyniku nie ma znaczenia dla pracy algorytmu.

Skrócony opis zasady działania zabezpieczenia odległościowego

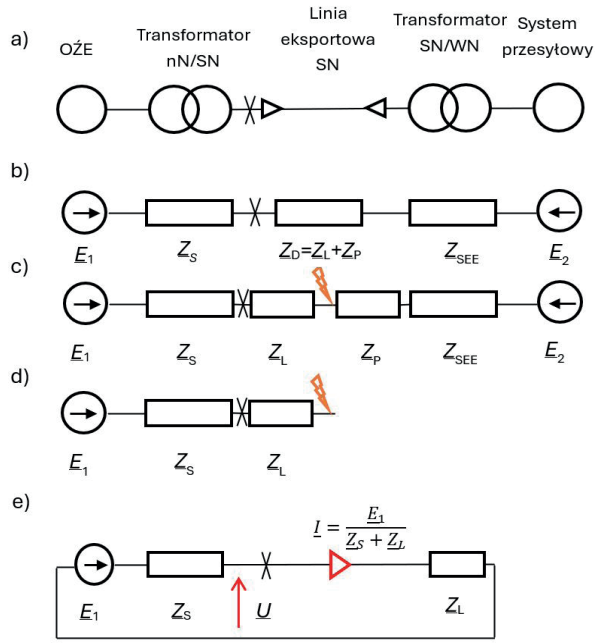
Zabezpieczenie odległościowe realizuje w sposób praktyczny pomiar impedancji pętli zwarcia metodą techniczną, tzn. wykorzystując prawo Ohma [7]. Widziana impedancja jest stosunkiem mierzonego napięcia do mierzonego prądu, z uwzględnieniem przesunięć fazowych między nimi.

(1) $$\underline{Z} = \frac{\underline{U}}{\underline{I}}$$

Na rysunku 1 przedstawiono układ przyłączenia źródła do sieci elektroenergetycznej.

W przypadku normalnej pracy układu (rys. 1b) w każdym miejscu sieci należy spodziewać się wartości napięcia bliskiej znamionowemu. W takiej sytuacji, dla dużej wartości napięcia i małej wartości prądu wartości modułu impedancji będą duże.

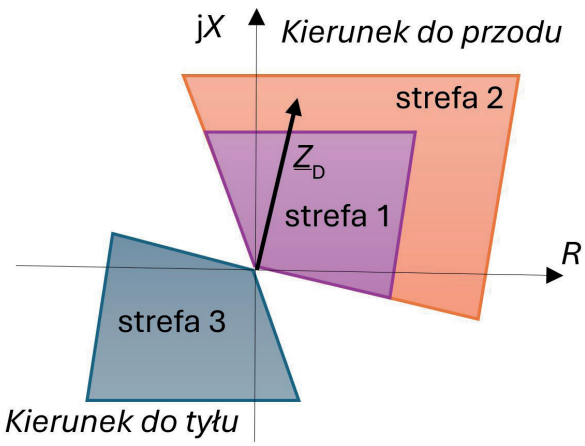
W przypadku powstania zwarcia, gdy w punkcie przekaźnikowym (tj. miejscu zainstalowania zabezpieczenia) prąd płynie od źródła znajdującego się za zabezpieczeniem w kierunku miejsca zwarcia i ma stosunkowo dużą wartość, napięcie maleje, przy czym



Rys. 1. Układ przyłączenia źródła do sieci: a) schemat ogólny, b) schemat jednokreskowy stanu normalnego, c) schemat jednokreskowy stanu zwarcia w linii eksportowej zasilanego z obu stron, d) schemat zwarcia zasilanego od strony OZE, e) schemat elektryczny układu z rys. d). Znakiem X oznaczono miejsce pracy zabezpieczenia linii (punkt przekaźnikowy) i przypisany do niego wyłącznik. Oznaczenia: $\underline{E}_1$ – napięcie zastępcze źródła, $\underline{E}_2$ – napięcie zastępcze systemu, $\underline{Z}_S$ – impedancja zastępcza źródła, $\underline{Z}_D = \underline{Z}_L + \underline{Z}_P$ – impedancja linii eksportowej, $\underline{Z}_{SEE}$ – impedancja zastępcza systemu zewnętrznego, $\underline{U}$, $\underline{I}$ – napięcie i prąd mierzone w punkcie przekaźnikowym, $\underline{Z}_L$, $\underline{Z}_P$ – (nieznane) impedancje do miejsca zwarcia od odpowiednio lewego i prawego końca linii eksportowej

w samym miejscu zwarcia będzie ono równe zeru (rys. 1c), jeżeli zwarcie będzie metaliczne.

Dla zwarcia niesymetrycznego, odpowiedni algorytm zabezpieczenia ustala jego charakter, a następnie tworzy odpowiednie kombinacje liniowe prądów i napięć fazowych, aby mogły być podstawione jako pojedyncze zmienne w równaniu (1). Niezależnie od charakteru zwarcia wyliczany stosunek napięcia do prądu ma tę samą postać.



Rys. 2. Przykład stref zabezpieczenia odległościowego na płaszczyźnie impedancji R-X. Początek linii (punkt przekaźnikowy) znajduje się w punkcie (0,0). Strefa 1 obejmuje ok. 85% modułu impedancji linii $\underline{Z}_D$. Zabezpieczenie działa, gdy zmierzona impedancja $\underline{Z}_L$ (rys. 1) znajduje się wewnątrz danej strefy

Na podstawie rysunku 1e widać, że mierzona impedancja jest równa impedancji od punktu przekaźnikowego do miejsca zwarcia. Tym samym wynik pomiaru według (1) pozwala na jednoznaczną identyfikację jego lokalizacji, o ile impedancja danego obiektu jest znana. Co więcej, pomiar kąta (argumentu impedancji) pozwala na określenie kierunku zwarcia w stosunku do zabezpieczenia: dla zwarć „z przodu", czyli w linii (z prawej strony punktu X na rys. 1) kąt będzie dodatni, natomiast w przypadku, gdyby miejsce zwarcia znajdowało się przed zabezpieczeniem (czyli „z tyłu", z lewej strony punktu X na rys. 1), kąt będzie ujemny. A zatem obie wartości (moduł i kąt impedancji) jednoznacznie określają miejsce zwarcia. Jeżeli z mierzonego kąta wynika, że zwarcie ma miejsce za zabezpieczeniem („z przodu"), a zmierzona impedancja jest mniejsza od (znanej) impedancji całej linii, oznacza to zwarcie właśnie w linii i stanowi powód do jej wyłączenia. W innym przypadku wynik należy interpretować jako zakłócenie występujące w innym obiekcie. Wówczas, zgodnie z zasadą selektywności działania zabezpieczeń, zabezpieczenie tego obiektu powinno zadziałać jako pierwsze. Może jednak się zdarzyć, że (z różnych powodów) się to nie stanie. Wówczas zakłócenie powinno zostać wyeliminowane przez zabezpieczenie rezerwowe znajdujące się wcześniej w ciągu liniowym. Dzieląc sieć na odcinki obejmowane przez odpowiednie strefy zabezpieczeń można ich nastawy odpowiednio ze sobą koordynować. Zwyczajowo w Polsce (rys. 2) strefa 1. jest zabezpieczeniem linii, strefa 2. jest skierowana w tę samą stronę i rezerwuje zabezpieczenia obiektów przyłączonych do drugiego końca linii (oczywiście obejmuje też całą linię), natomiast strefa 3. jest skierowana do tyłu i ma za zadanie rezerwować zabezpieczenia innych obiektów przyłączonych do tego samego węzła. Pierwsza (główna) strefa zwykle działa bezzwłocznie, jako zabezpieczenie podstawowe linii, natomiast pozostałe strefy, jako zabezpieczenia rezerwowe innych obiektów, muszą działać ze zwłoką.

Pierwsza strefa zabezpieczenia odległościowego w praktyce nie obejmuje swoim zasięgiem całej linii (tzn. nastawiona impedancja rozruchowa jest mniejsza od impedancji linii), dzięki czemu nie ma ryzyka zbędnego działania w przypadku sytuacji zwarć już poza linią, gdzie powinny działać zabezpieczenia innych obiektów. Ryzyko, o którym mowa, wynika przede wszystkim z błędów pomiarowych przekładników prądowych i napięciowych (we wzorze (1) zarówno napięcie jak i prąd są kombinacjami liniowymi kilku wielkości pomiarowych pochodzącymi z kilku przekładników), jak również samego algorytmu czy innych zakłóceń, jakie mogą pojawić się w trakcie pomiaru. Typowy zasięg strefy wynosi 85% do 90% impedancji zabezpieczanej linii. Pozostały zakres jest objęty drugą strefą zabezpieczenia (rezerwującą zabezpieczenia innych obiektów, ale działającą ze zwłoką), lub pierwszą strefą analogicznego zabezpieczenia znajdującego się na drugim (tzw. „zdalnym") końcu linii, stanowiącego jej podstawowe, analogiczne zabezpieczenie.

Przy przyjęciu współczynnika zasięgu na poziomie 85% samą linię można podzielić na trzy fragmenty: 15% linii objętej pierwszą strefą zabezpieczenia patrząc od pierwszego końca, następnie 70% linii objętej pierwszymi strefami zabezpieczeń na obu końcach oraz 15% linii objętej pierwszą strefą zabezpieczenia na drugim końcu linii. Tym samym około 30% linii jest objęte 1. strefą tylko jednego z zabezpieczeń.

Aby zwiększyć niezawodność wyłączeń z czasem pierwszej strefy stosuje się różne techniki współpracy zabezpieczeń na obu końcach, zwane zbiorczo uwspółbieżnianiem [5]. Wymagają one łączy komunikacyjnych między obydwoma końcami. Samych schematów jest wiele, niektóre z nich uwzględniają również współpracę z układem SPZ (tzw. samoczynne ponowne załączenie).

Najprostszym takim układem może być układ dwustronnego wyłączania linii (ang. *direct trip*), polegający na tym, że to zabezpieczenie, które widzi zwarcie w linii, otwiera (wyłącza) od razu wyłączniki na obu jej końcach, nawet jeśli zabezpieczenie na drugim końcu linii nie wykryło zwarcia.

Układ skracania czasu drugiej strefy (ang. *permissive underreach transfer trip,* PUTT) wymaga, aby wyłączenie odbyło się jednak w bardziej kontrolowanych warunkach. Jeżeli zabezpieczenie zlokalizuje („widzi") zwarcie w swojej 1. strefie (czyli w pierwszych 15% linii lub dalszych 70%) działa bezwarunkowo na otwarcie biegunów swojego wyłącznika. Nie wysyła jednocześnie rozkazu wyłączenia na drugi koniec linii, a zezwolenie na to, aby czas 2. strefy w znajdującym się tam zabezpieczeniu został skrócony. W takiej sytuacji, nawet jeśli zwarcie jest poza wspólnym fragmentem 70%, dzięki temu układowi oba zabezpieczenia wykryją zwarcie i wyłączą je bezzwłocznie, o ile tylko oba widzą je w zasięgu swoich stref 2.

Działanie zabezpieczeń odległościowych w pobliżu słabych źródeł

W przypadku, gdy moc zwarciowa przed zabezpieczeniem jest mała, należy spodziewać się niewielkich prądów zwarcia. Podejście stosowane w normie [8] polega na zastąpieniu systemu elektroenergetycznego

jedną impedancją zastępczą (zgodnie z twierdzeniem Thevenina), oznaczoną na rys. 1 jako Z_{SEE} (dla systemu zewnętrznego) lub Z_S (dla źródła). System o dużej mocy zwarciowej ma małą impedancję zastępczą, natomiast system o małej mocy zwarciowej – dużą.

„Słaby" system, o małej mocy zwarciowej, generuje w sytuacji zwarcia niewielki prąd, ponieważ spadek napięcia na jego impedancji jest stosunkowo mały w porównaniu z napięciem znamionowym. O ile zabezpieczenie odległościowe działa zazwyczaj poprawnie, ponieważ nie jest mierzona wartość tego prądu, a stosunku (1), to jednak dla małych wartości prądów zwarcia (niewiele większych od prądów obciążenia) można spodziewać się, że jednoznaczne odróżnienie stanu zwarcia od stanu normalnej pracy będzie niemożliwe. W skrajnym przypadku źródła w systemie, który określono jako „słaby" mogą w ogóle nie pracować i w czasie zwarcia zarówno prąd jak i napięcie będą równe zero.

W takiej sytuacji zabezpieczenie od strony słabego systemu nie zobaczy zwarcia w żadnym wypadku, w żadnej ze swoich stref. Powstaje wtedy niebezpieczeństwo, że zwarcie wprawdzie zostanie wyłączone od strony silniejszego systemu, ale jego zasilanie od strony słabszego zostanie utrzymane.

Jednym z układów będącym pewnym rozwiązaniem tego problemu jest tzw. „układ wykrywania słabego źródła" (ang. *weak infeed*), a logiką je realizującą jest tzw. funkcja echo.

Zasada działania polega na tym, że zabezpieczenie od strony systemu, które widzi zwarcie w końcowych 15% linii (czyli w swojej drugiej strefie) nie wyłącza, ale wysyła na drugi (słabszy) koniec informację o swoim pobudzeniu. Algorytm zabezpieczenia znajdującego się na słabszym końcu sprawdza, czy trzecia strefa („do tyłu", czyli w tę samą stronę, w którą jest skierowana strefa 2. zabezpieczenia na pierwszym końcu) jest pobudzona – jeśli tak, to znaczy, że zwarcie jest poza linią i zabezpieczenie na pierwszym końcu ma czekać i ewentualnie wyłączyć po nastawionym czasie jako rezerwowe.

Jeśli jednak zabezpieczenie na słabym końcu nie widzi zwarcia z tyłu, tj. w swojej strefie wstecznej (w praktyce nie widzi żadnego zwarcia, nawet tego z przodu), wysyła swego rodzaju odpowiedź na ten pierwszy sygnał (czyli właśnie „echo"). Ten sygnał jest informacją, że zwarcie na pewno nie jest poza linią i powoduje skrócenie czasu 2. strefy zabezpieczenia na pierwszym końcu i (zwykle obustronne) wyłączenie linii.

Układy wykrywania słabego źródła stosuje się tam, gdzie można przewidzieć możliwość pojawienia się omawianej sytuacji. Decyzję podejmuje się na podstawie wyników obliczeń zwarciowych dla danego fragmentu sieci oraz jego cech charakterystycznych. W sieciach przesyłowych do stwierdzenia faktu, że dane źródło jest słabe, wystarcza znajomość jego impedancji zastępczej lub (równoważnie) udziału tego źródła w mocy zwarciowej danego węzła sieci. Są jednak sytuacje, że zakwalifikowanie danego źródła (czy jest słabe, czy mocne) jedynie na podstawie wartości jego mocy zwarciowej może prowadzić do błędnych wyników.

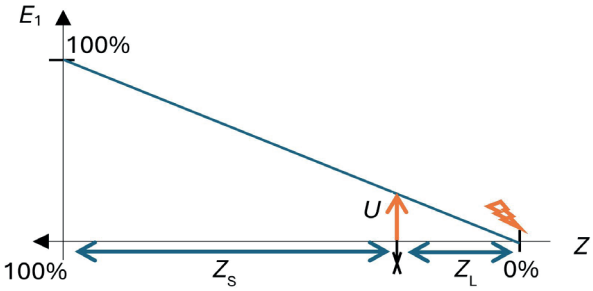
Współczynnik SIR

Obecne tendencje gospodarcze i polityczne kładą duży nacisk na stosowanie odnawialnych źródeł energii (OZE). Źródła tego typu zwykle obejmują duży geograficznie obszar, tworząc sieć promieniową, przy czym promienie mogą mieć także postać magistrali. Punktem przyłączenia OZE do sieci rozdzielczej (110 kV) lub przesyłowej (220 kV lub więcej) jest transformator. Jego moc znamionowa sięga w takim wypadku od kilkunastu do nawet kilkuset megawoltoamperów i odpowiada mocy wszystkich źródeł danego zakładu – zazwyczaj farmy wiatrowej lub fotowoltaicznej. Poszczególne magistrale pracują na średnim napięciu (choć dla największych morskich farm wiatrowych mogą być to podmorskie kable o napięciu roboczym nawet 300 kV), łącząc ze sobą transformatory SN/nN, do których przyłączone są poszczególne źródła. Same źródła są niewielkiej mocy, ale ich liczba wymusza traktowanie całej farmy jako poważnego obiektu w sieci [9].

Odnawialne źródła energii pracują na niskim napięciu – ich znamionowe napięcie rzadko przekracza 1 kV, co wynika stąd, że najczęściej między źródłem a lokalnym transformatorem SN/nN znajdują się jeszcze przekształtniki energoelektroniczne. Moc zwarciowa pojedynczego źródła nie jest duża: urządzenie energoelektroniczne rzadko kiedy może pracować z prądem większym niż około 150% prądu znamionowego (często jest to jeszcze mniejsza wartość, np. 120%), co powoduje, że pojedyncze źródło ma niewielką moc zwarciową [5].

W wewnętrznych sieciach takich farm, ze względu na możliwość zasilania zwarć z obu stron, coraz częściej stosuje się zabezpieczenia odległościowe, w tym także w sieciach pracujących na poziomie średnich napięć. W takich sytuacjach rozpatrywanie mocy zwarciowej (czy impedancji zastępczej) w postaci liczb bezwzględnych może prowadzić do niewłaściwych wniosków.

Rysunek 3 przedstawia rozkład napięcia w obwodzie z rys. 1e. Na rysunku tym wszystkie wielko-



Rys. 3. Rozkład napięcia w funkcji impedancji w obwodzie z rys. 1e

ści przedstawione zostały w jednostkach względnych. Wartość 100% napięcia odpowiada wartości znamionowej napięcia systemu elektroenergetycznego, zgodnie z założeniami normy [8]. Impedancja natomiast jest mierzona od miejsca zwarcia w kierunku źródła, przy czym jako 100% należy traktować sumaryczną impedancję w układzie, czyli Z_S+Z_L. Odwracając zagadnienie można zauważyć, że przy takim podejściu nieznane jest miejsce zabezpieczenia, czyli wartość Z_L. Oczywiście dalej można, korzystając z zależności (1), wyznaczyć tę szukaną wartość, natomiast będzie tak tylko wtedy, gdy pomiar napięcia U będzie wiarygodny

W sytuacji, gdy impedancja systemu Z_S będzie bardzo duża w porównaniu z impedancją Z_L, punkt przekaźnikowy wypadnie (względnie) bardzo blisko miejsca zwarcia. Wtedy mierzone napięcie w punkcie przekaźnikowym będzie bardzo małe.

Przykład słabego źródła w systemie

Dla przedstawionego w dalszej części artykułu przykładu obliczeniowego można mówić o sytuacji, w której nawet źródło o dużej mocy zwarciowej musi być jednak traktowane jako słabe źródło.

Morska farma wiatrowa (rys. 4) jest przyłączona do sieci 400 kV. Moc z farmy jest wyprowadzana kablami podmorskimi (tzw. eksportowymi) na ląd. Ponieważ napięcie znamionowe kabli wynosi 220 kV, to na lądzie znajdują się transformatory 220 kV/400 kV, podnoszące napięcie. Omawiane zabezpieczenie odległościowe znajduje się na morzu, na początku kabla eksportowego i „patrzy" w kierunku sieci zewnętrznej (w stronę lądu). Dla długości tego kabla rzędu 30 km i parametrach jednostkowych rzędu X' = 0,1 Ω/km wypadkowa reaktancja linii wynosi X_D = 3 Ω (wszystkie impedancje są liczone na poziomie 220 kV, dla uproszczenia tutaj i w dalszej części tekstu pominięto elementy rezystancyjne i przyjęto, że impedancje obiektów są równe ich reaktancjom). Wielkości elektryczne będą wyznaczane na końcu badanej linii, tzn. założono, że zwarcie ma miejsce w punkcie 0% (rys. 3), a zatem $X_L = X_D$ = 3 Ω i tym samym X_P = 0 (por. rys. 1c).

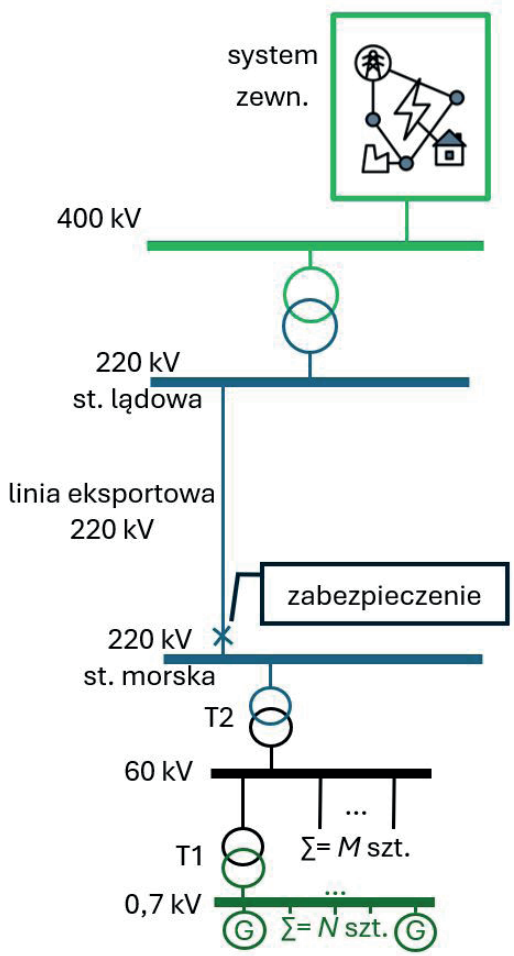
Farma składa się z wiatraków o mocy S_G = 10 MVA i napięciu znamionowym U_G = 0,7 kV każdy. Moc zwarciowa dla jednego obiektu wynosi S''_{kG} = 12 MVA, co wynika stąd, że maksymalny prąd, jaki może wygenerować przekształtnik wiatraka, wynosi k = 120% prądu znamionowego. Reaktancja (impedancja) zastępcza Thevenina tego źródła wynosi (w przybliżeniu)

$$Z_G \cong X_G = \frac{1}{k} \cdot \frac{U_n^2}{S_G} = \frac{1}{1{,}2} \cdot \frac{(220\ \text{kV})^2}{10\ \text{MVA}} = 3227\ \Omega \tag{2}$$

przy czym, jak wspomniano, reaktancja generatora nie jest liczona dla jego napięcia znamionowego, a dla napięcia znamionowego sieci, w której pracuje zabezpieczenie (U_n = 220 kV). Analogicznie dalsze obliczenia przeprowadzono również dla tego poziomu napięcia.

Źródła są przyłączone w grupach po N = 5 generatorów do transformatora o przekładni ϑ_{T1} = 0,7 kV / 60 kV, o mocy znamionowej S_{T1} = 50 MVA i napięciu zwarcia równym u_{zwT1} = 10%. Reaktancja tego transformatora, przeliczona na poziom napięcia 220 kV, wynosi:

$$X_{T1} \cong Z_{T1} = u_{zwT1} \frac{U_n^2}{S_{T1}} = 10\% \frac{(220\ \text{kV})^2}{50\ \text{MVA}} = 69{,}8\ \Omega \tag{3}$$



Rys. 4. Układ sieci wyprowadzenia energii z analizowanej morskiej farmy wiatrowej

Następnie na poziomie napięcia 60 kV transformatory T1 są połączone w grupie M = 3 sztuk do transformatora o mocy S_{T2} = 150 MVA, przekładni ϑ_{T2} = 60 kV / 220 kV i napięciu zwarcia u_{zwT2} = 15%. Po stronie GN tego transformatora znajduje się zabezpieczenie odległościowe linii kablowej. Reaktancja transformatora T2 wynosi:

$$X_{T2} \cong Z_{T2} = u_{zwT2}\frac{U_n^2}{S_{T2}} = 15\%\frac{(220\text{ kV})^2}{150\text{ MVA}} = 48{,}4\ \Omega \tag{4}$$

Równoległe połączenie kilku źródeł pozwala traktować je jako jedno wypadkowe źródło o impedancji mniejszej N razy od impedancji pojedynczego źródła. Z tego względu impedancja źródła zostaje zmniejszona NM razy, a impedancja transformatora T1 – M razy. Wypadkowa reaktancja farmy wiatrowej, na poziomie 220 kV, wynosi więc:

$$\begin{aligned} X_{zast} &= (X_G/N + X_{T1})/M + X_{T2} = \\ &= (3227\ \Omega/5 + 69{,}8\ \Omega)/3 + 48{,}4\ \Omega = 296\ \Omega \end{aligned} \tag{5}$$

W tym wypadku, jeżeli zwarcie wystąpi na końcu zabezpieczanej linii (już w stacji lądowej) zmierzone napięcie w punkcie przekaźnikowym wyniesie

$$U = \frac{E_1}{X_{zast}+X_L}X_L = \frac{220\text{ kV}}{296\ \Omega+3\ \Omega}(3\ \Omega) = 2{,}2\text{ kV} \tag{6}$$

czyli w przybliżeniu 1% napięcia znamionowego sieci.

Można zauważyć, że omawiana sytuacja nie musi mieć miejsca tylko wtedy, gdy system jest słaby – problem pojawi się także wtedy, gdy system będzie silny, ale impedancja zabezpieczanej linii będzie bardzo mała, czyli linia będzie bardzo krótka. Z tego powodu nie można rozpatrywać „słabości" systemu wyłącznie w odniesieniu do bezwzględnych liczb, a także w odniesieniu do impedancji linii, którą zamierza się mierzyć.

Jednym z takich sposobów oceny „siły" źródła jest tzw. współczynnik SIR (ang. *source impedance ratio*), zdefiniowany jako [10, 11]:

$$SIR = \frac{Z_S}{Z_L} \tag{7}$$

Niektóre źródła (np. [10]) klasyfikują linie pod kątem wartości współczynnika SIR:

- krótkie (SIR > 4),
- średnio długie (0,5 < SIR < 4),
- długie (SIR < 0,5).

Można zauważyć, że dla sytuacji w omawianym przykładzie obliczeniowym, wartość współczynnika SIR = 98,6, a więc zgodnie z tą kwalifikacją jest to w sensie impedancyjnym bardzo krótka linia, chociaż jej rozmiary geometryczne (długości 30 km) sugerowałyby raczej linię średniej długości.

Mierzone małe napięcie w punkcie przekaźnikowym, w sytuacji omawianej w przykładzie, oznacza inny poważny problem dla działania zabezpieczenia odległościowego. W „normalnych" sytuacjach linii przesyłowych niskie napięcie oznacza zwarcie blisko zabezpieczenia, w skrajnym przypadku napięcie równe 0 oznacza zwarcie w pobliżu przekładnika napięciowego. W takich sytuacjach stosuje się tzw. pamięć napięciową, tzn. do wyznaczenia kierunku zwarcia przez zabezpieczenie przyjmuje się, że mierzone napięcie w punkcie przekaźnikowym nie zmienia się, a zatem i przed zwarciem, i w jego trakcie ma ten sam kąt fazowy. Pozwala to rozróżnić kierunek prądu i tym samym wyznaczyć argument impedancji, natomiast amplituda jest i tak blisko zera. Zabezpieczenie musi ustalić tylko, czy zwarcie jest w strefie 1. (do przodu) czy 3. (do tyłu).

W omawianej w przykładzie sytuacji małe napięcie w punkcie przekaźnikowym pojawia się przy zwarciu na końcu linii i nie ma pewności, czy to zwarcie znajduje się jeszcze w zabezpieczanej linii czy już poza nią. Przy zwarciu w sąsiedniej linii zabezpieczenie mogłoby wyłączyć nieselektywnie swoją linię, z czasem 1. strefy. Współczynnik zasięgu 85% może okazać się niewystarczający.

Tabela 1. Błędy pomiaru przekładników napięciowych według normy [12]

Klasa	Błąd amplitudy	Błąd kątowy
3P	3%	120′
6P	6%	240′

Norma [12] definiuje wymaganą dokładność przekładnika napięciowego wprowadzając dwie klasy dla rdzeni zabezpieczeniowych (Tabela 1). Maksymalny względny błąd pomiaru 3% lub 6% jest zdefiniowany w normie dla mierzonych napięć w zakresie powyżej 5% napięcia znamionowego, przy czym dla 2% napięcia znamionowego dopuszczalne są dwukrotnie większe błędy niż podane w Tabeli 1. Norma nie określa jednak, jaki jest błąd pomiaru dla napięcia równego 1%. Należy spodziewać się, że bardzo duży i 1. strefa zabezpieczenia nie ma w praktyce sensu jako zabezpieczenie podstawowe linii.

Propozycje kryteriów doboru zabezpieczeń

Na podstawie wartości współczynnika SIR, którą można wyznaczyć na etapie wykonywania obliczeń

zwarciowych sieci, można podjąć decyzję na temat opłacalności stosowania zabezpieczeń wykorzystujących pomiar napięcia (kierunkowych lub odległościowych).

Przyjmując δ jako względną wartość napięcia, dla której znany jest błąd przekładnika (zgodnie z normą [12] $\delta = 5\%$), zgodnie z zależnością jak w (6) uzyskuje się po przekształceniach:

$$\delta = \frac{U}{E_1} = \frac{Z_L}{Z_S + Z_L} = \frac{1}{SIR+1} \tag{8}$$

oraz

$$SIR = \frac{1}{\delta} - 1 \tag{9}$$

Znając współczynnik SIR dla danego układu można z (8) wyznaczyć, jaka będzie wartość napięcia $\underline{U}$ na początku linii przy zwarciu na jej końcu. Jeżeli będzie ona mniejsza niż 5% napięcia znamionowego, wówczas wartość błędu pomiaru napięcia jest nieznana i należy spodziewać się jego dużych wartości, co poddaje w wątpliwość sens stosowania zabezpieczenia odległościowego lub kierunkowego. Z (9) wynika, że wartość napięcia $\delta \geq 5\%$ uzyskuje się dla wartości SIR=19 lub mniejszej.

Jeżeli znane byłyby błędy konkretnego przekładnika dla różnych wartości napięcia, można zweryfikować, czy w danym układzie błąd pomiaru nie będzie zbyt duży i algorytm zabezpieczenia będzie działał poprawnie. Planowane są dalsze badania w kierunku określania wartości SIR w zależności od przekładnika napięciowego używanego przez zabezpieczenie odległościowe i tym samym określania błędów i celowości stosowania zabezpieczeń odległościowych.

Jeżeli wyniki obliczeń z (8) lub (9) wykażą, że wartości błędów pomiaru napięcia będą zbyt duże, to można próbować zmniejszyć wartość SIR, co tylko gdzieniegdzie jest możliwe. W przypadku farm źródeł odnawialnych (fotowoltaicznych czy turbin wiatrowych) zwiększenie mocy zwarciowej uzyskać można nakładając wymaganie pracy większej liczby jednostek wytwórczych w warunkach minimalnych. To zmniejsza impedancję systemu i tym samym wartość współczynnika SIR.

Jeżeli takie zabiegi nie są możliwe, należy zrezygnować z zabezpieczeń odległościowych lub traktować je wyłącznie jako rezerwowe. System zabezpieczeń musi być wówczas uzupełniony o dodatkowe kryteria lub układy logiki, np. uwspółbieżniania.

Podsumowanie

Bezkrytyczne stosowanie zabezpieczeń odległościowych w sieciach o małej mocy zwarciowej lub też bez weryfikacji warunków ich pracy może prowadzić do zbędnego (nieselektywnego) działania zabezpieczeń, co oznacza koszty związane z niedostarczeniem energii, a w najlepszym wypadku do ich niedziałania w ogóle, co z kolei tworzy zbędne koszty na etapie projektu i budowy obiektu.

Określenie, czy system jest słaby czy silny (na przykład za pomocą współczynnika SIR), pozwala na wiarygodną ocenę stanu sieci. Podany przykład obliczeniowy (oparty na danych rzeczywistego układu) wykazuje, że nawet dla generacji o stosunkowo dużej przecież mocy 150 MVA i linii o długości 30 km, która geograficznie jest całkiem długa, samo spojrzenie na bezwzględne liczby może dać fałszywe wyniki.

Jeżeli w tego typu sieciach są możliwe opisane powyżej trudności związane z pomiarem napięcia, należy stosować układy wykrywania słabych źródeł, takie jak logika echo lub inne tego typu układy. Być może trzeba będzie stosować bardziej złożone układy zabezpieczeń (w tym różnicowych) czy wymiany informacji między grupami zabezpieczeń. Może okazać się, że zabezpieczenie odległościowe, mimo wielu zalet i wieloletniej praktyki stosowania, jest w rzeczywistości nieodpowiednie dla obiektu, który powinno zabezpieczać.

Autor pragnie podziękować kol. Aleksandrze Skuzie za cenne wskazówki i pomoc w przygotowaniu niniejszego artykułu.

Przyjęto: 27.10.2025, **zaakceptowano:** 31.10.2025, **opublikowano:** 24.11.2025

LITERATURA

[1] PSE SA Dokumenty – PSE, strona internetowa https://www.pse.pl/dokumenty, dostęp 2025-10-08
[2] Winkler W., Wiszniewski A. Automatyka zabezpieczeniowa w systemach elektroenergetycznych, WNT (2013)
[3] Skuza A., Suproniuk M. Fałszowanie pomiaru impedancji w sieciach elektroenergetycznych wysokiego napięcia, Wiadomości Elektrotechniczne,12 (2021)
[4] Skuza A., Suproniuk M., Ziemianek S. Wpływ zjawiska spływu prądów na pomiar impedancji w sieci wysokiego napięcia, Przegląd Elektrotechniczny, 7 (2021)
[5] Skuza A., Ziemianek S., Suproniuk M., Perka B. Możliwości identyfikacji zwarcia w systemie z generacją rozproszoną, Przegląd Elektrotechniczny, 7 (2025)
[6] M. Meskin, A. Domijan, I. Grinberg, Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: analysis and remedies – review paper, IET Generation, Transmission & Distribution, (2020)
[7] B. Kasztenny, Settings Considerations for Distance Elements in Line Protection Applications, 74th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, (2021)
[8] PN-EN 60909-0:2016-09 Prądy zwarciowe w sieciach trójfazowych prądu przemiennego – Część 0: Obliczanie prądów
[9] Abbas S. R., Kazmi S. A. A., Naqvi M., Javed A., Naqvi S. R., Ullah K., Khan T. -u. -R., Shin D. T., Impact Analysis of Large-Scale Wind Farms Integration in Weak Transmission Grid from Technical Perspectives, Energies, 13(20) (2020)
[10] Thompson M. J., Somani A. A Tutorial on Calculating Source Impedance Ratios for Determining Line Length, 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station (2015)
[11] Chowdhury R., Sun C. Taylor D. Review of SIR Calculations for Distance Protection and Considerations for Inverter-Based Resources, 51st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane (2024)
[12] PN-EN 61869-3:2011 Przekładniki – Część 3: Wymagania szczegółowe dotyczące przekładników napięciowych indukcyjnych